



E-Bridge
Kompetenz in Energie

H₂-BAROMETER

Unabhängige Bewertung der
Wasserstoffwirtschaft in Deutschland

Ausgabe 2
September 2022

Vorwort



Eine funktionierende Wasserstoffwirtschaft ist eine zwingende Voraussetzung für eine erfolgreiche Volkswirtschaft in Deutschland. Diese Erkenntnis hat sich in den letzten Wochen und Monaten deutlich geschärft und bestimmt aktuell das politische Handeln.

Gleichzeitig wird grüner Wasserstoff aufgrund der dynamischen Marktentwicklung zunehmend konkurrenzfähig. Jetzt müssen gesetzgeberische und regulatorische Voraussetzungen geschaffen werden, die den praktischen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ermöglichen.

Im vorliegenden Barometer messen wir erneut den Puls der Wasserstoffwirtschaft und geben inhaltliche Übersichten zu geplanten LNG-Terminals und deren Auswirkung auf einen künftigen Wasserstoffimport, den aktuellen REPowerEU-Plänen der EU-Kommission, zum Speicherpotenzial in Deutschland sowie einer Kostenanalyse für Wasserstoff im Straßenverkehr und einer kritischen Betrachtung der H₂-Nutzung in Gaskraftwerken.

Besonders stolz sind wir darauf, dass wir mit Andreas Schierenbeck, einem Vorstandsmitglied der HH2E AG, einen der wichtigsten Treiber der Wasserstoffwirtschaft für ein Kurzinterview in dieser Ausgabe gewinnen konnten.

Ich wünsche Ihnen viel Freude bei der Lektüre und hoffe, dass wir auch durch diese Ausgabe wieder den einen oder anderen Denkipuls setzen können.

Dr. Henning Schuster

Geschäftsführer E-Bridge Consulting GmbH

Baumschulallee 15 | 53115 Bonn

www.e-bridge.de

Tel. +49 228 90 90 65 0

Thesen und Gesamtstimmung

Kernaussagen aus dem H₂-Barometer

Upstream

1. Aufgrund der wachsenden EE-Einspeisung und den hohen Grundstoffpreisen wird grüner Wasserstoff in 2022 und 2023 weiter an Konkurrenzfähigkeit gewinnen. Optimiert man die Auslastung des Elektrolyseurs auf ca. 50 %, kann man heute bereits eine Wettbewerbsfähigkeit zu konventionell erzeugtem H₂ erreichen.
2. Die derzeitige Gestaltung der Kriterien für erneuerbaren Strombezug bedarf einer Überarbeitung, damit die Vielzahl von Erfordernissen nicht zu einem Showstopper für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird.
3. Der Import von LNG ist für die Sicherstellung der Erdgasversorgung kurzfristig erforderlich. Aus wirtschaftlichen Gründen sollten die Terminals aber direkt auf den Import von LH₂ ausgelegt werden, damit mittelfristig eine Umstellung auf Wasserstoff wirtschaftlich ist.

Midstream

1. Zur Umsetzung der REPowerEU-Pläne bedarf es einer deutlichen Erhöhung der sektorspezifischen H₂-Ziele, eines pragmatischen Regulierungsrahmens für die Konversion von Gas- zu H₂-Netzen sowie einer kurzfristigen Erhöhung der zulässigen Beimischungsquote von Wasserstoff im Gasnetz.
2. Die Salzstrukturen in Deutschland bieten ein attraktives Potenzial für die Erschließung von H₂-Speichern in erforderlicher Größenordnung. Die Installation von großskaligen H₂-Speichern ermöglicht einen signifikanten Autarkiegewinn.

Downstream

1. Die gegenwärtig hohen Preise für fossile Kraftstoffe machen Wasserstoff auch im Transportsektor deutlich früher konkurrenzfähig als erwartet. Auch grüner Wasserstoff wird zunehmend attraktiver. Somit kann die Importabhängigkeit bei fossilen Kraftstoffen reduziert werden.
2. H₂-Gaskraftwerke können als Reserve für kalte Dunkelflauten dienen, im Vergleich zu möglichen Alternativen (EE-Ausbau, Netzausbau) ist die Rückverstromung von Wasserstoff aber nur in Ausnahmen sinnvoll, da diese wenig effizient und kostenintensiv ist.

	2021			2022	
	Ausgabe 1	Ausgabe 2	Ausgabe 3	Ausgabe 1	Ausgabe 2
Upstream/ Produktion	Überwiegend positiv	Moderat positiv	Moderat negativ	Ausgeglichen	Überwiegend positiv
Midstream/ Transport	Moderat negativ	Überwiegend negativ	Überwiegend negativ	Ausgeglichen	Ausgeglichen
Downstream/ Nachfrage	Ausgeglichen	Ausgeglichen	Überwiegend positiv	Überwiegend positiv	Ausgeglichen

Überwiegend positiv
Moderat positiv
Ausgeglichen
Moderat negativ
Überwiegend negativ

Die derzeitige dynamische Marktentwicklung beschleunigt das „Aus“ für fossile Kraftstoffe und erhöht die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere für grünen Wasserstoff. Diese erhöhte Wettbewerbsfähigkeit wird bei Betrachtung des Transportsektors deutlich. Für eine großskalige Rückverstromung ist Wasserstoff weiterhin zu teuer.

Gleichzeitig bremsen gesetzliche Kriterien und ein unpragmatischer Regulierungsrahmen den Ausbau der Elektrolysekapazitäten und die Konversion von Gas- zu H₂-Netzen. Eine Nutzung des unterirdischen Speicherpotenzials könnte die nationale Autarkie erhöhen und die Integration von grünem Wasserstoff vereinfachen.

Interview mit Andreas Schierenbeck, Vorstand der HH2E AG

Die HH2E AG ist ein Cleantech-Unternehmen, das sich zum Ziel gesetzt hat, in vielen Regionen Großkraftwerke der Zukunft zu errichten. Diese HH2E-Anlagen wandeln die Spitzen von Sonnen- und Windstrom in einen kontinuierlichen Fluss von Wärme, kohlenstofffreien Strom und grünen Wasserstoff um. Ziel ist es, damit regional ansässige, produzierende Unternehmen oder auch die Kommunen selbst zu beliefern. Die Wind- und Sonnenenergie bezieht das Kraftwerk in den Stunden mit den niedrigsten Preisen – um insgesamt wettbewerbsfähige Angebote machen zu können.

Herr Schierenbeck, wo sehen Sie kurzfristig (in den nächsten 5 Jahren) die größte Entwicklung in der Wasserstoffnachfrage?

Wir sehen derzeit eine hochdynamische Entwicklung in der Energiewirtschaft. Insbesondere die Industrie, aber auch weitere, schwer zu elektrifizierende Sektoren verfolgen das Ziel, grauen Wasserstoff durch grünen Wasserstoff zu substituieren. Aufgrund der Preissteigerungen für fossile Treibstoffe und der neuen THG-Quotenregelung erwarten wir aber die größte Nachfragezunahme im Transportsektor. Hier sind massive Investitionen in Wasserstoff-Lkw und Wasserstofftankstellen geplant. Das Rennen im Schwerlastverkehr zwischen batterieelektrischen und Brennstoffzellen-Antrieben ist noch nicht entschieden. Gerade hier ist die wettbewerbliche Motivation für die Umrüstung auf Wasserstoff groß. Weil es sinnvoll ist, bin ich mir sicher, dass beide Technologien nebeneinander bestehen werden.

Welche Maßnahmen sind aus Ihrer Sicht jetzt erforderlich, um einen zügigen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen?

Das Hauptproblem liegt darin, den Wasserstoffmarkt „zu starten“. Zwar können Anbieter grünen Wasserstoff zu einem bestimmten Preis anbieten, der Lieferzeitpunkt liegt aber noch ein bis zwei Jahre in der Zukunft. Für diesen Zeitraum braucht der Anbieter eine Abnahmegarantie und der Verbraucher muss sich zu einem festgelegten Preis binden, ohne die Preisentwicklung am Markt prognostizieren zu können.

Für eine Belieferung in der Zukunft ist also ein heutiges Commitment mit Risiko erforderlich. Damit befindet sich der Markt in einem Schwebestadium. Der Markt braucht eine „Initialzündung“, ähnlich wie das Programm H2Global, das den internationalen Import von Wasserstoff fördern soll. Wir wünschen uns ähnliche marktunterstützende Maßnahmen für die inländische Produktion, um den Markthochlauf zu beschleunigen und zunächst die inländischen Potenziale zu nutzen.

Welche Rolle sehen Sie für HH2E bei der Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft?

HH2E ist das erste Unternehmen, das großskalig Wasserstoff aus erneuerbarer Energie erzeugt. Die Nutzung der Stromerzeugungsspitzen, die sonst möglicherweise ohne weitere Verwendung gekappt werden müssten, unterstützt und beschleunigt den Ausbau der erneuerbaren Energien und dient auch der Stromnetzstabilisierung. Gleichzeitig ist HH2E Frontrunner bei der grünen Wasserstoffherstellung nach der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II. Unser Ziel besteht dabei in der reinen Sektorenkopplung, da wir aus erneuerbarem Strom ausschließlich grüne Wärme und grünen Wasserstoff erzeugen. So trägt HH2E zur effizienten Nutzung der erneuerbaren Energien und damit zum Gelingen der Energiewende bei.



Andreas Schierenbeck, Mitbegründer und Vorstandsmitglied der HH2E AG



UPSTREAM

Entwicklung der Wasserstoffherstellungskosten in 2022 auf Basis des Hydex

- Der Hydex ist 2022 über alle Erzeugungstechnologien deutlich angestiegen gegenüber dem Vorjahr und ist auch deutlich volatiliter als in 2021. Dies ist insbesondere mit den gestiegenen Strom-, Gas und CO₂-Preisen erklärbar (Abbildung 1).
- In Zeiten und Tagen von hoher EE-Einspeisung ist grüner Wasserstoff preisgünstiger als konventioneller Wasserstoff auf Basis von Erdgas.
- Im ersten Halbjahr 2022 war grüner Wasserstoff an 26 Tagen preisgünstiger als blauer und an 23 Tagen günstiger als grauer Wasserstoff. Demgegenüber war grüner Wasserstoff an 30 Tagen günstiger als blauer und an 22 Tagen günstiger als grauer Wasserstoff im gesamten Jahr 2021.
- Nimmt man bei der Herstellung von grünem Wasserstoff Benutzungsstunden von 4000 h/a an und betrachtet man nur die Tage mit den günstigsten Strominputpreisen, wird grüner Wasserstoff konkurrenzfähig im Vergleich zu konventionellem Wasserstoff (Abbildung 2). Es ergäbe sich ein Herstellungspreis von 6,53 EUR pro kg grünen Wasserstoffs.
- Jahresdurchschnittswerte im Vergleich:
 - Hydex Green:
 - 2021: 157,77 €/MWh (5,26 €/kg) vs. 2022: 290 €/MWh (9,66 €/kg)
 - Hydex Blue:
 - 2021: 95,97 €/MWh (3,20 €/kg) vs. 2022: 174,17 €/MWh (5,81 €/kg)
 - Hydex Grey:
 - 2021; 90,48 €/MWh (3,02 €/kg) vs. 2022: 170,24 €/MWh (5,67 €/kg)

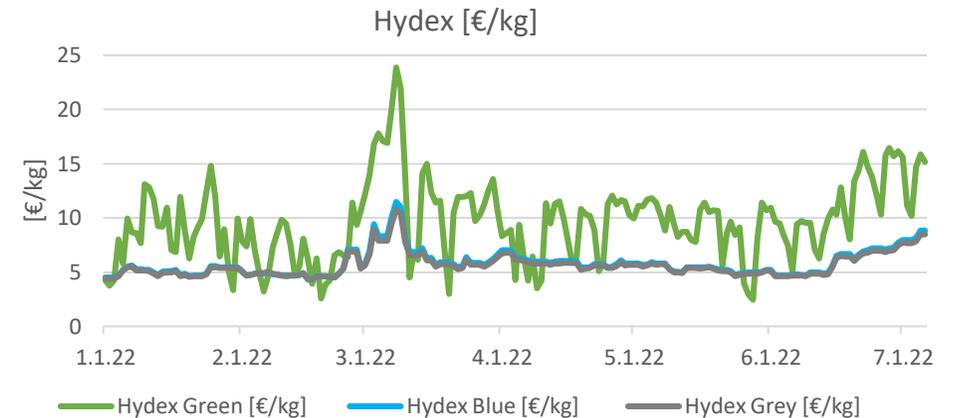


Abbildung 1: Hydex - Historische Preisentwicklung 2022

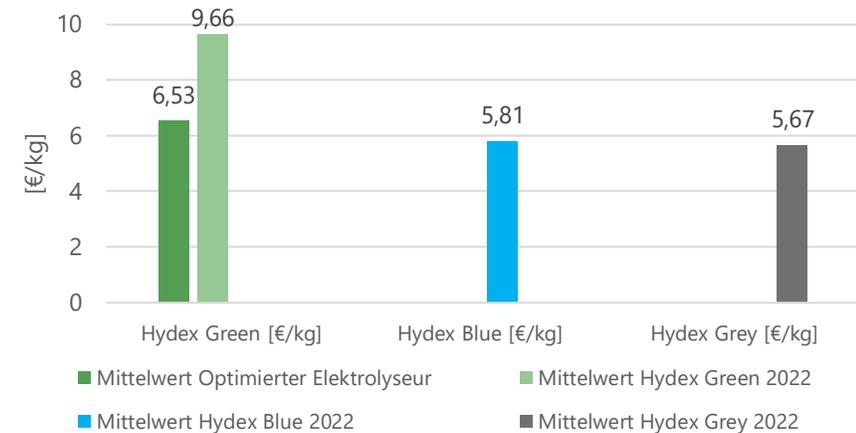
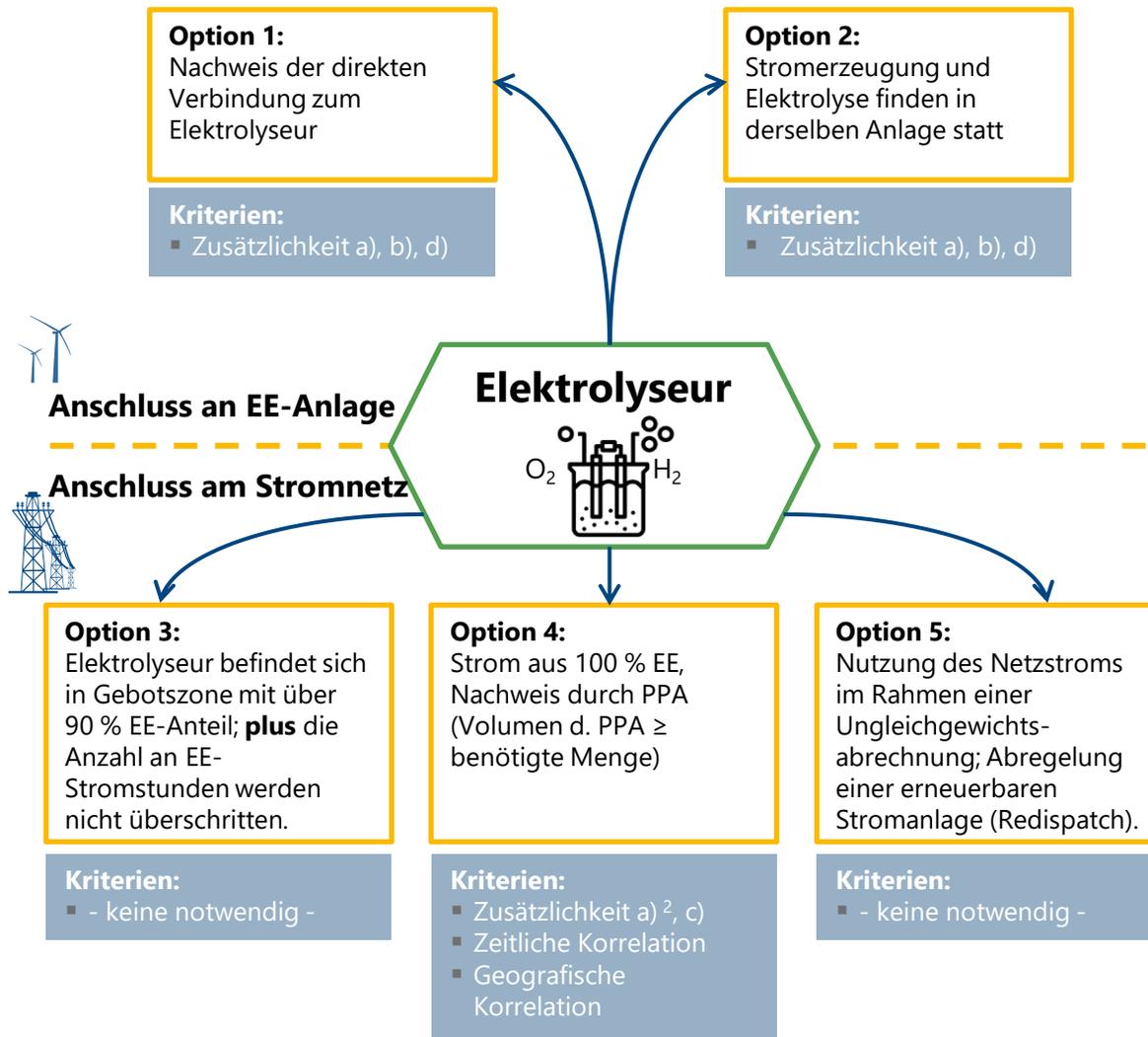


Abbildung 2: Hydex Durchschnittspreise 2022 und mit 50 % der preisgünstigsten Tage für grüne Wasserstoffproduktion

Optionen zur Herstellung von grünem Wasserstoff (Entwurf Delegated Act RED II)



Kriterien für erneuerbaren Strombezug

Zusätzlichkeit:

- Inbetriebnahme Elektrolyseurs max. 36 Monate nach Stromanlage
- Kapazitätserweiterungen Elektrolyse am Standort bis 24 Monate nach Inbetriebnahme
- Keine erhaltenden Förderungen bezüglich Betriebs- oder Investitionskosten¹
- Kapazitätserweiterungen Elektrolyse am Standort bis 24 Monate nach Inbetriebnahme²
- Kein Strombezug aus Stromnetz für Produktion von Wasserstoff; Nachweis über intelligentes Messsystem¹

Zeitliche Korrelation (Optionen):

- Elektrolyse in derselben Stunde wie die EE-Stromerzeugung³
- Strombezug aus Speicher, der sich hinter demselben Netzanschlusspunkt wie Elektrolyseur befindet und der innerhalb derselben Std. geladen wurde, in der er in PPA-Anlage erzeugt wurde³
- Strombezug, während eines einstündigen Zeitraums; Strompreis ≤ 20 €/MWh oder Strompreis $< 0,36$ -fache des aktuellen CO₂-Zertifikatpreises

Geografische Korrelation (Optionen):

- Stromanlage (über das PPA unter Vertrag) befindet/befand sich in derselben Gebotszone wie Elektrolyseur bei Inbetriebnahme
- EE-Anlage befindet sich in benachbarten Gebotszone, wenn zwischen den Gebotszonen in der gleichen Stunde der gleiche Strompreis besteht oder der Strompreis in der Zone, in der EE-Strom produziert wird, niedriger ist als in der Gebotszone, in der der Elektrolyseur steht.
- EE-Anlage befindet sich in einer benachbarten Offshore-Gebotszone

Die derzeitige Gestaltung der Kriterien für erneuerbaren Strombezug bedarf einer Überarbeitung, damit die Vielzahl von Erfordernissen nicht zu einem Showstopper für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird.

¹ gilt nicht für (Teil-)Anlagen zum Zwecke der Forschung, Erprobung und Demonstration

² tritt ab 01.01.2027 in Kraft und gilt nicht für davor in Betrieb genommene Anlagen

³ tritt ab 01.01.2027 in Kraft, außer Anlage wird im Rahmen einer Übergangsphase gefördert. Bis 31.12.2026 beschränkt sich zeitliche Korrelation auf einen Kalendermonat.

LNG-Terminals: Katalysatoren oder Hemmnisse für die H₂-Wirtschaft?

- Zur Sicherung der Versorgung sind kurzfristig alternative Importmöglichkeiten für Gas erforderlich. Durch eigene LNG-Terminals ist eine flexiblere Versorgung mit Erdgas und ggf. mit Wasserstoff möglich.
- Bei den Terminals handelt es sich um sogenannte Floating Terminals – fest vertäute Schiffe, die das Flüssigerdgas von den Tankern aufnehmen, in Gas umwandeln, per Pipeline an Land pumpen und ins Netz einspeisen.
- Folgende Importterminals sind geplant:
 - Wilhelmshaven: Baubeginn Mai 2022, Importziel: 9 Mrd. m³ Gas pro Jahr
 - Brunsbüttel: Baubeginn Sept. 2022, Importziel: 3,5 Mrd. m³ Gas pro Jahr
 - Stade und Lubmin: Baubeginn vrs. Ende 2023
- Für LNG-Terminals, die jetzt für die Sicherung der Gasversorgung in Deutschland und Europa gebaut werden, gibt es bereits eine Zukunftsperspektive. Diese sieht in der Regel vor, dass die LNG-Terminals mit einem wachsenden Angebot klimaneutraler Energieträger auch für den Import von Energieträgern auf der Basis von Wasserstoff genutzt werden.

Claudia Kempfert, Deutsches Institut für Wirtschaftswissenschaften

„Wir brauchen jetzt keine neuen Flüssiggas-Terminals mehr, das war vor 15 Jahren sinnvoll, als man entschieden hat, eine Pipeline zu bauen. Wir brauchen für den kommenden Winter Flüssiggas, und das können wir entweder über die existierenden Flüssiggas-Terminals in Europa bekommen, also über Holland und Belgien, oder über Schiffe, die für den kommenden Winter geordert wurden, die aber eben kein festes Terminal bedeuten. Statt LNG- sollten besser Wasserstoff-Terminals gebaut werden, um in einigen Jahren grünen Wasserstoff importieren zu können.“

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)

„Da Erdgas nicht mehr nur über Pipelines zu uns transportiert wird, trägt LNG zu einer weiteren Diversifizierung und Flexibilisierung der Importquellen für Erdgas in Deutschland bei. Mit seiner logistischen Flexibilität sorgt LNG auch für eine Stärkung der weltweiten Versorgungssicherheit.“

Martin Kaltschmitt, Professor für Umwelttechnik und Energiewirtschaft der TUHH

„Soll die Energieversorgung Deutschlands bis 2045 klimaneutral realisiert werden, wird dies mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nur durch einen zusätzlichen Import grüner Energie [...] möglich sein. Ein LNG-Terminal kann mittelfristig auch "multifunktional" für die Anlandung von Wasserstoff genutzt werden. Dies ist aus technischer Sicht grundsätzlich umsetzbar und auch anzustreben, wenngleich für die einzelnen tiefkalten Energieträger unterschiedliche technische [...] Anpassungen im Vergleich zu einem klassischen LNG-Terminal notwendig sind.“

Verband der deutschen Ingenieure (VDI)

„Die in Deutschland geplanten LNG-Terminals sollten direkt auch für den Import von Wasserstoff ausgelegt sein. Bei den Terminals handelt es sich um langfristige Investitionen. Ein späteres Nachrüsten ist zwar möglich, aber nicht wirtschaftlich sinnvoll. Denn es müssen zu viele Großkomponenten ausgetauscht werden, damit sich die Terminals für den Import von flüssigem Wasserstoff (LH₂) nutzen lassen.“

Der Import von LNG ist für die Sicherstellung der Erdgasversorgung kurzfristig erforderlich. Aus wirtschaftlichen Gründen sollten die Terminals aber direkt auf den Import von LH₂ ausgelegt werden, damit mittelfristig eine Umstellung auf Wasserstoff wirtschaftlich ist.

H_2



MIDSTREAM

Russische Aggression beschleunigt die Notwendigkeit des H₂-Hochlaufs

REPowerEU-Plan der EU-Kommission vom 18. Mai 2022

- Doppel-Ziel: Umbau des europäischen Energiesystems zur Beendigung der Importabhängigkeit von Russland und für mehr Klimaschutz
- Wasserstoff und Biomethan treten als 4. Säule und Schlüssel für nachhaltige Versorgungssicherheit neben Energieeffizienz (13 % statt 9 % bis 2030), Erneuerbaren-Ausbau (45 % statt 40 % bis 2030) und diversifizierte gemeinsame Erdgasbezüge auf.
- 2030-Ziel: EU-weite Erzeugung von jährlich 10 Mio. t grünem Wasserstoff (333 TWh) & Import weiterer 10 Mio. t grünen Wasserstoffs bis 2030
- Neben grünem Wasserstoff sollen auch andere Erzeugungsformen für die H₂-Produktion genutzt werden, einschließlich Wasserstoff aus Atomstrom.
- Entwicklung von Import-Korridoren über Länder-Partnerschaften: u.a. drei Korridore aus dem Mittelmeer-Raum bzw. Afrika sowie Korridore aus der Nordsee-Region, aus dem Baltikum und perspektivisch aus der Ukraine. Dafür sollen Partnerschaften mit Ländern außerhalb der EU abgeschlossen werden.
- Daneben soll die Biomethanproduktion bis 2030 auf 35 Mrd. m³ (350 TWh) mehr als verzehnfacht werden.
- Für die angestrebte Unabhängigkeit von russischen Energieimporten sollen Investitionen von rund 300 Mrd. EUR sein.
- Außerdem:
 - Erfassung des europaweiten Bedarfs an Wasserstoffinfrastruktur (TEN-E-Verordnung) bis März 2023, u.a. mit ENTSOG
 - Beschleunigter Abschluss der ersten IPCEI-Projektprüfungen bis zum Sommer
 - Aufstockung der Investitionen in gemeinsame Unternehmen für sauberen Wasserstoff im „Horizon Europe“ auf 200 Mio. EUR

Eine echte Chance für den schnellen Aufbau der europäischen Wasserstoffwirtschaft, aber auch eine große Herausforderung:

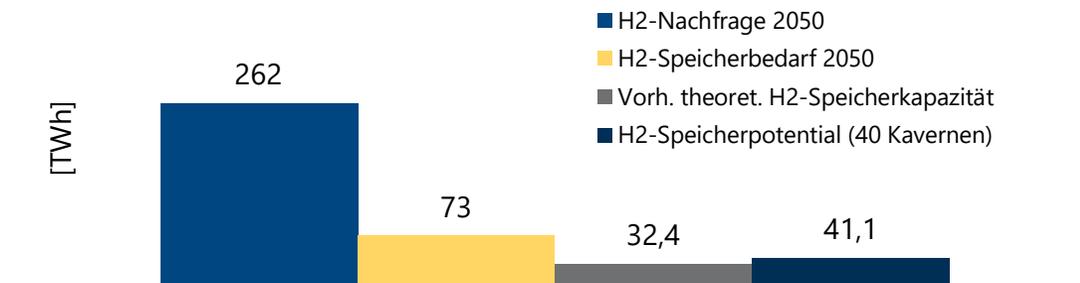
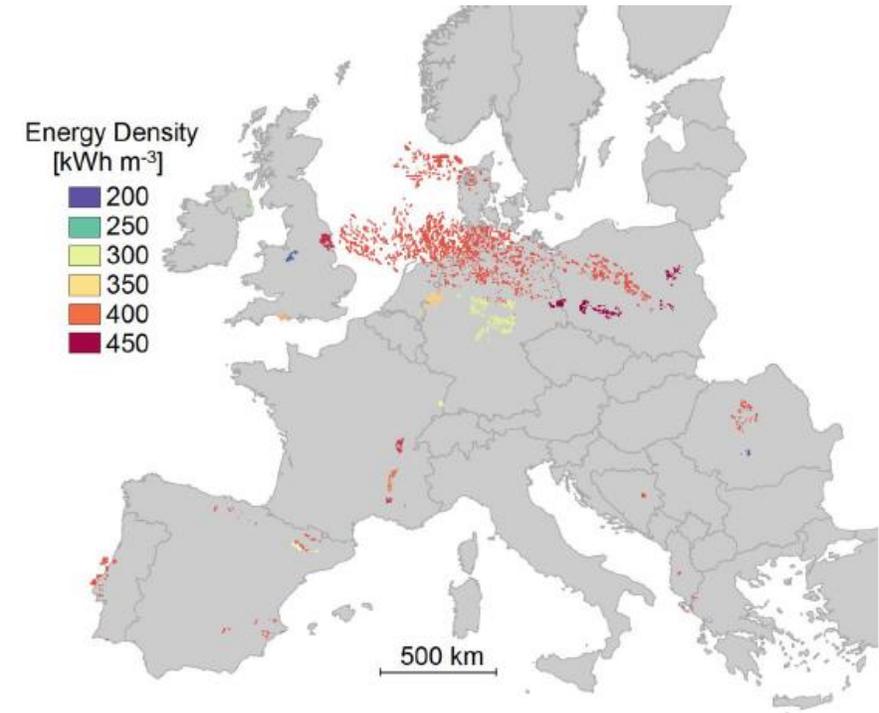
- Um die vorgeschlagene Verdoppelung der bereits ambitionierten H₂-Ziele für 2030 zu erreichen, dürfte u.a. eine deutliche Erhöhung der sektorspezifischen H₂-Ziele im Rahmen der Erneuerbaren-Richtlinie nötig sein.
- Die rasche Entwicklung der notwendigen Infrastruktur wird vor allem durch Konversionsprojekte vom Erdgas- zum H₂-Netz erfolgen müssen und erfordert einen – bislang fehlenden - pragmatischen Regulierungsrahmen.
- Die gleichzeitige Neudefinition der Gasimportwege, insbesondere durch Umstellung auf LNG-Bezüge und die beschleunigte Entwicklung des H₂-Sektors könnten zu Nutzungskonflikten führen. Gerade für die Aufbauphase der Wasserstoffwirtschaft sollte eine Erhöhung der H₂-Beimischung im Erdgasnetz deshalb kein Tabu sein.
- Wie ernst es der Kommission mit der Umsetzung des REPowerEU-Plans und damit mit der Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft ist, zeigt die Absicht, zur Finanzierung gegen die Kritik von Klimaschutz-Protagonisten vorzeitig 250 Mio. Emissionsrechte aus der Marktstabilitätsreserve zu versteigern.

Zur Umsetzung der REPowerEU-Pläne bedarf es einer deutlichen Erhöhung der sektorspezifischen H₂-Ziele, eines pragmatischen Regulierungsrahmens für die Konversion von Gas- zu H₂-Netzen sowie einer kurzfristigen Erhöhung der zulässigen Beimischungsquote von Wasserstoff im Gasnetz.

H₂-Speicherpotenziale in Deutschland

- Derzeit liegt der Füllstand der Gasspeicher in Deutschland nur bei etwa 65,2 %. [1] Weitere künftige Gaslieferreduzierungen erfordern Maßnahmen zur langfristigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit.
- Abhängigkeit von russischem Gas kann in Zukunft durch eine frühzeitige Erschließung möglicher Speicher für Wasserstoff reduziert werden.
- Großskalige Gasspeicher umfassen eine Maximalkapazität von 255 TWh (242 TWh nutzbare Kapazität zzgl. Kissengas). 31 Kavernenspeicher (davon 4 Porenspeicher mit insg. 1,7 TWh) können auf Wasserstoff umgestellt werden, allerdings sinkt das energetische Speichervolumen der Kavernen von 162 auf 31 TWh.
- Das Langfristszenario des BMWK (TN-Strom) erwartet bis 2050 einen Wasserstoffbedarf von 262 TWh und ein Speicherbedarf von 73 TWh.
- Der Neubau von 40 H₂-Kavernen mit einem Investitionsvolumen von 12,8 Mrd. Euro kann eine zusätzliche Speicherkapazität von etwa 41 TWh zur Verfügung stellen. [2]
- Salzstrukturen in Norddeutschland (s. Abb. rechts) bieten Potenzial für großskalige (kosteneffiziente) Wasserstoffspeicherung. Zusätzlich können die erzeugten EE-Lastspitzen, die nicht in das Stromnetz fließen, in Form von Wasserstoff gespeichert werden.

Verteilung potenzieller Salzkavernenstandorte in Europa mit ihren entsprechenden Energiedichten [3]



Die Salzstrukturen in Deutschland bieten ein attraktives Potenzial für die Erschließung von H₂-Speichern in erforderlicher Größenordnung. Die Installation von großskaligen H₂-Speichern ermöglicht einen signifikanten Autarkiegewinn.

[1] Stand 25.07.2022, BNetzA

[2] DBI Gas- und Umwelttechnik (2022) Wasserstoff speichern – so viel ist sicher. URL: https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf

[3] Caglayan et al. (2020) Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319919347299>



H₂

DOWNSTREAM

Wasserstoffbereitstellungskosten an der Tankstelle zunehmend konkurrenzfähig

- **Die Wasserstoffgestehungskosten wurden anhand der Jahresdurchschnittskosten der Wasserstoffpreise 2022 (Vollkosten) ermittelt.**
- Die Grundlage ist der von E-Bridge entwickelte Wasserstoff-Vollkostenindex.
- Green: 11,69 €/kg, Blue: 6,61 €/kg, Gray: 6,19 €/kg
- Es wurden drei Optionen* dargestellt und anhand der aktuellen Wasserstoffgestehungskosten verglichen:
 - Option 1: Kavernenspeicherung, Transmission des Wasserstoffs via Pipeline und Distribution via Lkw
 - Option 2: Kavernenspeicherung, Transmission des Wasserstoffs via Pipeline und Distribution via Pipeline
 - Option 3: LH2-Tankspeicherung, Transmission und Distribution via Lkw
- Alle drei Optionen wurden mit aktuellen Dieseltransportkosten für PKW: 1 kg H₂/100 km und Schwerlast: 8 kg H₂/100 km verglichen.
- In den Abbildungen 1 und 2 ist zu erkennen, dass die Wasserstoffbereitstellungskosten (inkl. Speicherung, Transport und Tankstellenbetrieb) für konventionellen Wasserstoff in allen drei Optionen unter denen des Referenzwerts Diesel liegen sowohl für den PKW als auch für den Schwerlast-Dieseltransport.
- Grüner Wasserstoff liegt aufgrund der angespannten Situation auf den Grundstoffmärkten und der gestiegenen Opportunitätskosten für grünen Strom deutlich über dem Vollkostenwert des Vorjahres. Eine Optimierung des Elektrolyseurs auf die 4000 günstigsten Stunden des Jahres hätte in 2022 bisher eine Kostenersparnis um ca. 34 % geliefert (siehe S. 8).

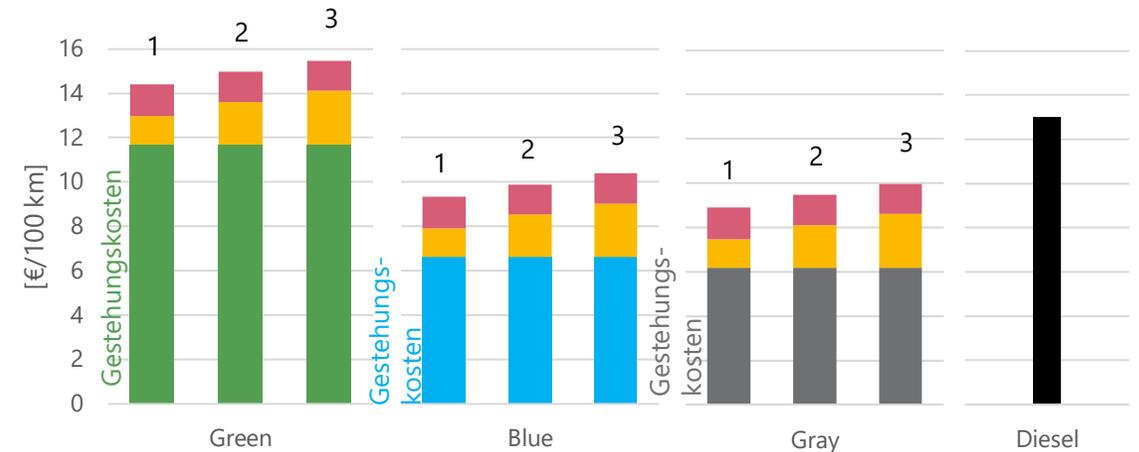


Abb. 1: Wasserstoffbereitstellungskosten mit 3 verschiedenen Optionen für Speicherung und Transport im Vergleich zu aktuellen Dieselpreisen (PKW)

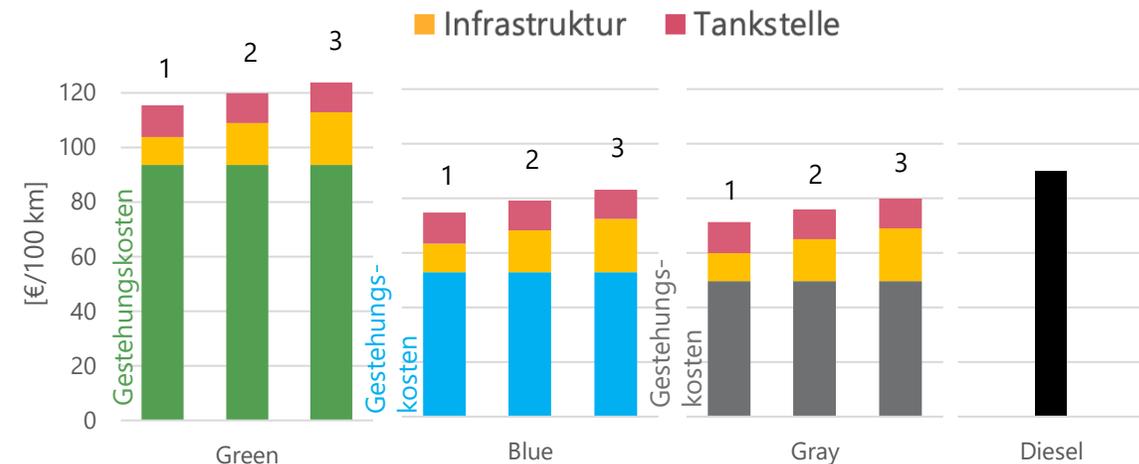
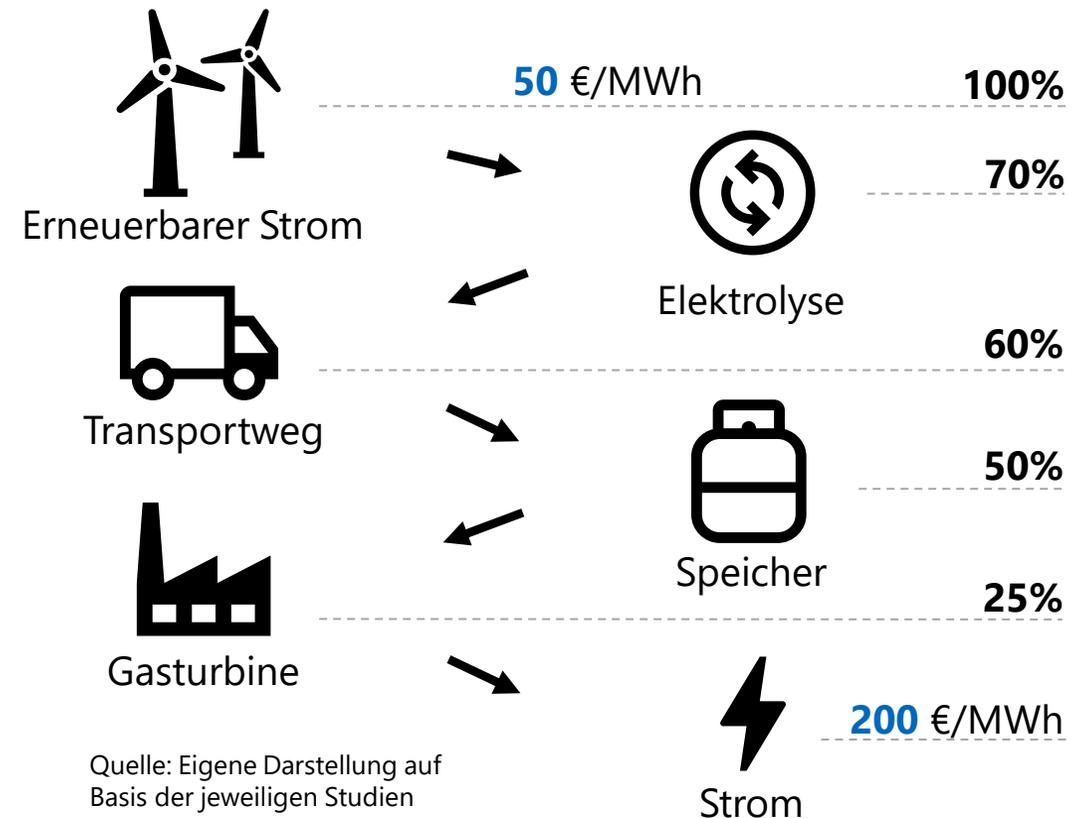


Abb. 2: Wasserstoffbereitstellungskosten mit 3 verschiedenen Optionen für Speicherung und Transport im Vergleich zu aktuellen Dieselpreisen (Schwerlast)

Die gegenwärtig hohen Preise für fossile Kraftstoffe machen Wasserstoff auch im Transportsektor deutlich früher konkurrenzfähig als erwartet. Auch grüner Wasserstoff wird zunehmend attraktiver. Somit kann die Importabhängigkeit bei fossilen Kraftstoffen reduziert werden.

Wirtschaftlichkeit und Effizienz von H₂-Gaskraftwerken

- Der Koalitionsvertrag sieht Gaskraftwerke künftig für die Rückverstromung von Wasserstoff vor. Damit soll ein Beitrag für die klimaneutrale Sicherung der Versorgungssicherheit geleistet werden.
- So muss erneuerbar erzeugter Strom nicht direkt ins Netz eingespeist oder unmittelbar verbraucht werden, sondern kann zeitlich und räumlich versetzt genutzt werden.
- Die wichtigsten Energiestudien gehen von einem Einsatz von Wasserstoffkraftwerken in der Zukunft aus. Jedoch gibt keine Studie einen Ausblick auf die erforderlichen Kapazitäten, Wirkungsgrade oder Kosten an.
- In der Darstellung rechts wird überschläglich die reine Wirkungsgradkette betrachtet, um die Größenordnung der Effizienzverluste und der Kosten darzustellen (Annahme: EE- Erzeugungsgrenzkosten von 50 EUR/MWh). Es wird ein zentraler Speicher angenommen, der durch eine Pipeline gespeist wird. Das Wasserstoffkraftwerk befindet sich am Ort des Speichers.
- Der Gesamtwirkungsgrad der Rückverstromungskette liegt nach den 4 Prozessschritten bei lediglich 25 %. Somit gehen dreiviertel des ursprünglichen Stromes verloren und die Kosten steigen von 50 EUR/MWh auf 200 EUR/MWh. Dadurch kann überschläglich die Größenordnung für Effizienz und Kosten eingeordnet werden.
- Die Wirkungsgradbetrachtung zeigt sowohl einen niedrigen Wirkungsgrad als auch eine kostenintensive Vervierfachung der Strombereitstellung auf. Wasserstoffkraftwerken sollten nur für die Spitzenlast eingesetzt werden.



H₂-Gaskraftwerke können als Reserve für kalte Dunkelflauten dienen. Im Vergleich zu möglichen Alternativen (EE-Ausbau, Netzausbau) ist die Rückverstromung von Wasserstoff aber nur in Ausnahmen sinnvoll, da sie wenig effizient und kostenintensiv ist.

[1] Agora (2020), Klimaneutrales Deutschland;

[2] FZJ (2020), WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE-Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050

[3] Prognos (2021), Klimaneutrales Deutschland 2045 Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann

[4] Dena (2018), dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

[5] Dena (2021), Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems

[6] BMWi (2021), Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

[7] LBST (2019), Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen



Andreas Gelfort
agelfort@e-bridge.com



Dr. Christian Schneller
cschneller@e-bridge.com



Dr. Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com



Leona Jovy
ljovy@e-bridge.com



Philipp Steffens
psteffens@e-bridge.com



Vito Tisci
vtisci@e-bridge.com

E-Bridge Consulting GmbH
Baumschulallee 15
53115 Bonn
www.e-bridge.de
Tel. +49 228 90 90 65 0

